

6 Conclusões

As aplicações baseadas na teoria de opções reais na área de E&P de petróleo geralmente têm como objetivo quantificar as opções de perfurar o poço exploratório, investir em novas informações, desenvolver o campo, abandoná-lo e parar a produção temporariamente. A aplicação da metodologia de Opções Reais proposta neste estudo é inovadora, pois avalia a viabilidade de incorporar a um projeto típico de E&P, a flexibilidade proporcionada por uma sonda dedicada de intervenção.

A metodologia proposta foi capaz de quantificar essa flexibilidade de modo mais realista em relação a estudos anteriores, nos quais os problemas relacionados à garantia de escoamento dos poços foram considerados apenas através da aplicação de fatores operacionais diferentes para os poços de cada alternativa.

Essa metodologia foi aplicada em um projeto hipotético localizado na região do pré-sal e, com as premissas utilizadas, a alternativa com sonda dedicada se mostrou mais atrativa economicamente. Dentre os fatores considerados nesse estudo de caso, o que mais impactou o valor da flexibilidade foi a probabilidade de ocorrência de falha, seguido pelo tempo de espera pela sonda e o modo como a falha no poço reduz a produção deste. Já a duração da operação de intervenção foi a variável que menos impactou o valor da flexibilidade. Como era de se esperar, nas análises de sensibilidade a alternativa baseada na completação seca se mostrou menos sensível em relação às modificações nas variáveis. Além disso, na simulação em que o preço do óleo Brent e a taxa de sonda foram modelados através do modelo de Marlim a alternativa com sonda também se mostrou mais atrativa.

Nas simulações realizadas foram observados poucos casos em que o ganho por intervir foi menor do que o custo de intervir, pois no caso de falha a produção do poço é reduzida para zero imediatamente ou depois de determinado período. As falhas que originaram tais situações se concentram no final do período de produção. No caso de ocorrência de falhas em que a produção do poço é reduzida

apenas parcialmente, poderia haver situações em que a intervenção fosse viável apenas para a alternativa com sonda dedicada, o que ampliaria o ganho proporcionado por esta flexibilidade. Além disso, o fato de considerar a recuperação de todo o óleo não produzido devido às falhas pode ter beneficiado a alternativa completação molhada, pois a perda de produção (devido às falhas) nessa concepção de produção é maior em relação à completação seca. Por outro lado, foi considerado impossível realizar intervenções simultâneas em poços produtores de completação molhada.

Diante das especificidades de cada projeto de investimento é impossível generalizar a questão e apontar a superioridade de determinado tipo de plataforma. Para a utilização dessa metodologia recomenda-se um estudo específico do projeto de investimento sob análise para determinar as probabilidades de ocorrência dos problemas operacionais. O ideal seria determinar probabilidades específicas para cada tipo de falha, pois o modo como esta impacta a produção afeta o valor da flexibilidade. Quanto maior a probabilidade das falhas levarem à interrupção imediata da produção, como, por exemplo, falhas mecânicas e hidratos, maior seria a perda de produção no caso da completação molhada e, portanto, maior a vantagem de possuir uma sonda acoplada à plataforma.

Para as concepções baseadas em sonda dedicada nas quais são necessárias uma plataforma adicional do tipo FSO para a estocagem do óleo produzido, deve ser analisada a viabilidade de escoamento do óleo via oleoduto. A decisão em relação ao sistema de escoamento (oleoduto ou navios aliviadores) de um campo deve levar em consideração a possibilidade de reduzir o investimento em plataformas do tipo FSO. Obviamente, outras questões também devem ser consideradas nessa análise, como, por exemplo, o risco da produção dos projetos de desenvolvimento da produção ser interrompida devido à ocorrência de problemas no oleoduto e as condições meteoceanográficas (vento e mar), que podem dificultar as operações de transferência de óleo da plataforma para o navio aliviador.

A utilização de sistemas de produção baseados em plataformas com sonda própria reduz a demanda por recursos críticos, como, por exemplo, unidades com sonda, linhas, árvores de Natal e barcos, o que pode ter um efeito benéfico em projetos de desenvolvimento da produção baseados em sistemas de produção com completação molhada, principalmente nos momentos em que o preço do petróleo

e a demanda por tais recursos estão elevados. Além disso, pode impactar positivamente as reservas de petróleo de uma empresa petrolífera, pois unidades com sonda dedicada permitem o gerenciamento ativo do reservatório, o que aumenta o fator de recuperação do campo.

Para trabalhos futuros recomenda-se a inclusão de mais poços, a modelagem do impacto das falhas em poços injetores na produção, a incorporação dos benefícios relacionados às operações de perfuração de novos poços ou desvios em poços existentes e da possibilidade de ocorrência de falhas bruscas durante o período de falha gradual, a utilização de uma taxa de falha crescente no final da vida produtiva dos poços (“curva da banheira”), o cálculo da estimativa do tempo de espera pela sonda de forma mais rigorosa considerando a demanda e a oferta futura de tais recursos e a otimização do itinerário das sondas para intervenção (os poços com maior produção, por exemplo, deveriam ser priorizados), a incorporação do tributo referente à participação especial no fluxo de caixa e a consideração dos benefícios relacionados à melhoria nas condições de escoamento do fluxo para a alternativa com sonda dedicada, os quais implicariam maior produção e menor probabilidade de ocorrência de falhas. Também não foram levadas em conta a necessidade de aprendizado para realizar a operação de sistemas com sonda própria, uma vez que a Petrobras possui maior experiência com plataformas do tipo FPSO e a possibilidade de ocorrência de problemas operacionais na perfuração de poços de grande afastamento para o caso completção seca.